

Osservazioni di Edison al Documento di consultazione 552/2017/R/eel

“RIFORMA DELLA STRUTTURA TARIFFARIA DEGLI ONERI GENERALI DI SISTEMA PER CLIENTI NON DOMESTICI NEL MERCATO ELETTRICO – AGGIORNAMENTO 2017. ORIENTAMENTI FINALI ANCHE IN CONSIDERAZIONE DELLA DECISIONE DELLA COMMISSIONE EUROPEA C (2017) 3406”

1. PRINCIPALI OSSERVAZIONI E PROPOSTE

Edison apprezza il lavoro svolto dall'Autorità nel dare attuazione alle disposizioni previste dalla Legge n° 19/2017 in merito alla riforma della struttura delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali per i clienti non domestici, predisponendo, pur in assenza di tutte le informazioni, come, ad esempio, le agevolazioni agli energivori, un documento contenente simulazioni di impatto e analisi di sensitività. È consapevole, inoltre, della necessità di una riforma tariffaria negli interessi complessivi del sistema Paese, ma, al contempo, in linea con la normativa europea (Clean Energy Package) e nazionale (nuova bozza SEN 2017), ritiene che anche l'autoconsumo e l'efficienza energetica debbano rientrare tra i principali obiettivi da raggiungere per il sistema.

Prima di entrare nel merito del documento, preme evidenziare alcune criticità di carattere generale, di seguito riportate.

Avvio della riforma

Pur comprendendo che le tempistiche della riforma siano dettate dalla normativa primaria, si condividono le criticità espresse dall'Autorità su un avvio non contestuale della riforma degli oneri e della riforma energivori, per la quale ad oggi manca ancora una disposizione attuativa da parte del Parlamento e del Governo della decisione della Commissione Europea C(2017) 3406. Edison pertanto ritiene che per evitare instabilità nel gettito e nelle stesse agevolazioni, sia necessario un **avvio contestuale della riforma della struttura degli oneri e delle nuove misure di agevolazione per imprese energivore**, eventualmente slittando al 2019 la riforma relativa alla nuova struttura degli oneri.

I rischi sono molteplici sia per i clienti, soprattutto quelli connessi in alta tensione a causa dell'eliminazione della degressività, con effetti che appaiono critici in termini di competitività dei comparti industriali energivori, sia per gli esercenti la vendita che potrebbero ritrovarsi a dover gestire una mole di conguagli, oltre ad un incremento del fenomeno della morosità.

Energivori

A prescindere da come sarà attuata la decisione della Commissione Europea in materia di agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia, si segnala la necessità di provvedere ad una migliore gestione delle anagrafiche. Gli energivori potrebbero non essere più individuati solo tramite P.IVA, ma anche attraverso il codice POD, semplificando i processi di fatturazione da parte dei venditori. In aggiunta, si segnala che le tempistiche di pubblicazione degli elenchi relativi alle imprese energivore aventi diritto alle nuove misure di agevolazione e delle relative classi di agevolazione dovranno essere compatibili con le tempistiche atte a consentire l'implementazione di tutte le modifiche necessarie ai sistemi informativi di fatturazione, al fine di evitare fasi di incertezza per il settore industriale. Infine, riteniamo che sia importante avviare una riflessione sulla sostenibilità delle misure a beneficio degli energivori e dei soggetti operanti in settori esposti alla competitività internazionale. Infatti, pur consapevoli che codesta Autorità opera nel contesto delineato dalla normativa di rango primario, riteniamo utile osservare che anche a fronte di esoneri dal pagamento degli oneri di sistema un soggetto energivoro dovrebbe comunque essere indotto a **ridurre il proprio livello di intensità energetica** in un determinato arco temporale (attraverso interventi che comportino un aumento reale dell'efficienza energetica in sito), in modo da contribuire al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione previsti a livello nazionale.

Impatto su iniziative di efficienza energetica e autoconsumo

Come già evidenziato in risposta al DCO 255/2016/R/eel, lo spostamento di una parte degli oneri generali di sistema per i clienti non domestici sulla quota fissa e sulla potenza impegnata diminuirà la convenienza degli investimenti a favore dell'efficienza energetica e degli impianti di autoproduzione (rinnovabili e cogenerativi). Confrontando i benefici economici delle iniziative di autoconsumo¹ calcolati con le componenti tariffarie del III trimestre 2017 e quelli che si avrebbero utilizzando le ipotesi riportate nel presente DCO, emerge un **impatto rilevante sia per le nuove iniziative, sia, soprattutto, per gli investimenti già effettuati**. Come è possibile vedere nella seguente tabella (che riporta una sintesi dell'analisi, di cui possono essere forniti anche ulteriori dettagli), riferendosi alle sole classi di utenza di interesse per Edison², la riforma degli oneri comporta, con particolare riferimento ad investimenti in cogenerazione:

- per le nuove iniziative (passaggio da cliente passivo a cliente attivo): una riduzione percentuale dei benefici che può variare tra il 14% nel caso migliore (IP C 25-75) e il 21% nel caso peggiore (ipotesi C 35-65);

¹ Pari alla differenza tra l'ammontare economico dovuto dal cliente per gli oneri generali di sistema nella situazione pre e post riforma.

² Sono comunque esclusi gli utenti AT per i quali, come sottolineato dalla stessa Autorità, le ipotesi di calcolo non sono rappresentative della futura situazione finale.

- per le iniziative già in corso (cliente già attivo): una maggiore riduzione dei benefici che può risultare pari al 12% nel caso migliore (IP C 25-75, classe MTA3) ma può arrivare anche al 74% nell'ipotesi peggiore (IP C 35-65, classe MTA1). A differenza di quanto previsto per i nuovi investimenti, è possibile vedere come, in questo caso, la variazione percentuale colpisca in diversa misura le diverse classi di utenza, andando ad incidere maggiormente sugli utenti più piccoli, con evidente disparità.

| | Riduzione beneficio per nuovi investimenti | | | Riduzione beneficio per investimenti esistenti | | |
|-----------------------|--|-------------------|-------------------|--|-------------------|-------------------|
| | <i>IP C 35-65</i> | <i>IP C 30-70</i> | <i>IP C 25-75</i> | <i>IP C 35-65</i> | <i>IP C 30-70</i> | <i>IP C 25-75</i> |
| Media tensione (MTA1) | -21% | -17% | -14% | -74% | -66% | -58% |
| Media tensione (MTA2) | -21% | -17% | -14% | -37% | -33% | -30% |
| Media tensione (MTA3) | -21% | -18% | -14% | -14% | -13% | -12% |

Lo scenario che deriverebbe dalla riforma, benché calcolato su dati provvisori, sembrerebbe, quindi, in contrasto con gli obiettivi della SEN sulla generazione distribuita e sulla cogenerazione.

La cospicua riduzione della convenienza ad investire in autoproduzione e efficienza energetica implicherà, così, **un forte calo della domanda di servizi per le ESCO**, andando a cambiare le modalità di finanziamento per le nuove iniziative, con perdita di posti di lavoro per operatori qualificati e certificati quali sono le ESCO.

La definizione della ripartizione degli oneri in tariffa dovrebbe andare di pari passo con l'individuazione di strumenti di policy e meccanismi a supporto dell'efficienza energetica. La redistribuzione degli oneri generali può essere utilizzata come strumento chiave per il raggiungimento di obiettivi di politica energetica. Tuttavia, senza un corretto coordinamento a livello sistemico tra strumenti di policy, si corre il rischio di disincentivare iniziative orientate alla razionalizzazione dei consumi energetici e all'ottimizzazione delle risorse.

Si suggerisce pertanto di coordinare la revisione della struttura delle componenti tariffarie (che comporta una riduzione della marginalità per gli interventi di efficienza legata alla parte variabile della tariffa), con la definizione di meccanismi e politiche adeguate allo sviluppo di attività di efficientamento, anche in linea con quanto proposto dalla nuova SEN. Ad oggi, il nostro paese è tra i primi ad avere adottato un regime "obbligatorio di efficienza energetica" (sistema dei TEE), accanto al quale possono essere individuate ulteriori misure e strumenti, come ad esempio eventuali sgravi fiscali, che senza sottrarre risorse economiche al sistema, permettano comunque lo sviluppo del settore creando un framework di investimento stabile e prevedibile nel tempo, o anche lo sviluppo in via sperimentale di soluzioni per la diffusione di

iniziative di autoconsumo, che prevedano, ad esempio, la realizzazione di nuovi Sistemi di Distribuzione Chiusi o Local Energy Communities.

Partecipazione attiva ai mercati dell'energia

Gli oneri generali prevengono la partecipazione degli impianti di autoproduzione, soprattutto da cogenerazione, e ostacolano quella dei carichi flessibili ai mercati elettrici per la fornitura di flessibilità al sistema. Anche a valle della delibera 300/2017/R/eel che ha reso possibile la partecipazione di impianti non rilevanti sotto forma aggregata (al momento, UVAC e UVAP), i sistemi di utenza che ricomprendono gli impianti di cogenerazione non potrebbero mettere a disposizione la loro flessibilità a scendere poiché, a causa degli oneri generali, non solo non avrebbero alcun vantaggio economico ma si troverebbero a sostenere anche un costo addizionale. A prescindere dalla struttura tariffaria che l'Autorità intenderà implementare, si evidenzia la necessità di prevedere misure di esenzione dagli oneri per i prelievi dalla rete frutto di ordini di dispacciamento, o soluzioni equivalenti che dovrebbero calmierare gli effetti distorsivi sui mercati. Questo al fine di promuovere uno sviluppo del sistema coerente con gli obiettivi di politica energetica e rendendo pienamente efficaci le misure di apertura dei mercati elettrici alle risorse distribuite.

2. SPUNTI DI CONSULTAZIONE

S1. Osservazioni in merito a finalità e limiti della consultazione di cui al presente capitolo 2.

Edison apprezza lo sforzo dell'Autorità di fornire valutazioni quantitative in relazione a diverse ipotesi di definizione delle aliquote degli "oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione" (ASOS), considerando sia l'impatto sulla spesa totale degli "utenti tipo" (non energivori), sia l'impatto sulla distribuzione complessiva degli oneri generali sulle diverse categorie di utenti. Inoltre, pur sapendo che la valutazione degli impatti della riforma delle agevolazioni per le imprese energivore esula dagli obiettivi del DCO, Edison apprezza l'analisi di sensitività effettuata dall'Autorità rispetto al range oneri derivanti dalle nuove misure di agevolazione per imprese energivore. Si segnala che, compatibilmente con i tempi, sarebbe utile per gli operatori la pubblicazione da parte dell'Autorità dell'aggiornamento delle simulazioni contenute nel DCO, una volta che saranno adottate le decisioni del Parlamento e del Governo sulla riforma delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica.

In aggiunta, si rimanda alle osservazioni di carattere generale riportate in premessa.

S2. Osservazioni in relazione alla scelta dell'Autorità di focalizzare le valutazioni del presente documento per la consultazione sull'opzione C.

Come già evidenziato in premessa, la riforma tariffaria della struttura degli oneri avrà un impatto sulle iniziative esistenti e future di efficienza energetica e autoconsumo. A valle del DCO 255/2016/R/eel e nell'ambito degli accordi presi dal Governo con la Commissione, l'ipotesi C sembra oggi l'unica soluzione possibile.

Rispetto alle tre proposte riportate nel DCO, Edison, anche sulla base delle analisi riportate in premessa esprime la propria preferenza per l'**ipotesi C 25-75** in cui alla parte trinomica è attribuito un peso del 25% e alla parte flat uniforme un peso del 75%. Questa soluzione è quella più vicina alla precedente ipotesi B3, per cui Edison aveva espresso la propria preferenza in risposta al DCO 255/2016/R/eel, e che meno si discosta dalla struttura attuale, mitigando maggiormente gli impatti legati agli interventi di efficienza energetica e autoconsumo, pur rispettando quanto previsto dalla riforma di legge.

Per quanto riguarda la definizione della componente ASOS, Edison apprezza lo sforzo dell'Autorità di ricomprendere all'interno di tale componente quasi tutta l'attuale componente A3 (in particolare, il 99,47%). In maniera analoga, si concorda con la possibilità che la componente AE, data la sua natura di "aggravio" sugli utenti non energivori per compensare il mancato gettito delle imprese a forte consumo di energia

elettrica degli “oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione”, si ritiene allo stato attuale, e salvo diverso indirizzo in merito da parte del Governo, assuma la medesima struttura tariffaria della ASOS. In aggiunta, si segnala che poiché la componente ASOS si riferisce agli “oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione”, al suo interno potrebbe essere inclusa anche parte della componente UC7 con cui si sostiene il meccanismo dei TEE che incentiva in particolar modo le iniziative di cogenerazione ad alto rendimento.

Come ultimo spunto, Edison segnala la necessità di agire anche sulla definizione di potenza impegnata alla base del calcolo della componente in €/kW degli oneri generali di sistema. In particolare, si segnala che, soprattutto in impianti di cogenerazione, è assai difficile evitare malfunzionamenti in tutte le ore del mese. Infatti, nonostante gli operatori adottino, in modo sempre più sistematico, strategie di manutenzione programmata in periodi di basso carico (notturni o festivi), gli impianti di cogenerazione sono continuamente soggetti ogni mese a interruzioni anche di poche ore ogni settimana. Poiché ad oggi iniziative di autoconsumo da impianti FER o CAR godono, in funzione del decreto legge 30 dicembre 2016, n. 244, convertito con modificazione in legge 27 febbraio 2017, n. 19, degli stessi benefici tariffari di impianti non efficienti, una diversa valutazione della potenza impegnata ai fini del calcolo degli oneri potrebbe rappresentare un giusto stimolo allo sviluppo e alla gestione nel tempo di impianti altamente efficienti e dal ridotto impatto ambientale.

Ad esempio, potrebbe essere possibile prevedere alcune ore di franchigia al mese rispetto al calcolo della potenza impegnata, o la stessa potenza impegnata potrebbe essere calcolata come valore medio mensile delle potenze registrate nei diversi quarti d'ora. In questo modo, l'applicazione della quota potenza risulterebbe meno onerosa e porterebbe al mantenimento efficiente dei diversi impianti (utilizzo in assetto cogenerativo ad alto rendimento di impianti che, invece, spinti a massimizzare l'autoconsumo sarebbero disposti anche a non recuperare il calore prodotto). Questo risulta anche compatibile con la diversa natura degli oneri generali rispetto ai servizi di rete; infatti, mentre i servizi di rete servono a remunerare le attività connesse con lo sviluppo delle reti di distribuzione o trasmissione che devono essere dimensionate anche con riferimento ai picchi di potenza, la stessa affermazione non può essere fatta con riferimento agli oneri generali di sistema che non sono collegati con le attività proprie della distribuzione o trasmissione.

Un ulteriore meccanismo, nel caso in cui quello precedente non fosse compatibile con la disciplina europea sugli aiuti di stato, potrebbe essere rappresentato da un incentivo esplicito erogato tramite una modalità simile allo scambio sul posto, basato non sull'energia ma sulla potenza impegnata, prevedendo la restituzione a fine mese di una parte o tutta (in funzione, ad esempio, del livello di efficienza di ciascun impianto) degli oneri di sistema legati alla quota potenza.

Infine, si segnala la necessità di provvedere quanto prima alla revisione dei criteri di allocazione dei costi di rete alle tipologie contrattuali (prevista dalla delibera 654/2015 entro il 31 dicembre 2017), introducendo anche nuove categorie di utenti con impianti di generazione, in modo da ridurre maggiormente gli impatti sulle iniziative di autoconsumo ed efficienza energetica, anche in funzione dei benefici che questi impianti comportano sulla gestione della rete e del sistema. In questo senso, si richiede che il processo di definizione dei nuovi criteri di allocazione, ed eventualmente, delle nuove tipologie contrattuali, sia realizzato attraverso tavoli di lavoro che possano coinvolgere tutti gli operatori del settore.

S3. Osservazioni in relazione alle valutazioni degli effetti sulla spesa di diversi “utenti tipo” non domestici condotte nel presente capitolo 3.

S4. Osservazioni in relazione agli effetti sulla distribuzione degli oneri generali tra le diverse categorie di utenza descritti nel presente capitolo 4.

Non si hanno osservazioni specifiche. Si segnala che poiché l'impatto per alcune categorie di utenti è maggiore rispetto ad altre (come anche segnalato in premessa), potrebbe essere previsto un transitorio di applicazione, definendo percentuali diverse di applicazione degli oneri in quota fissa o potenza, in modo da recuperare il gettito mancante negli anni successivi.